

NACIONES UNIDAS

CONSEJO
ECONOMICO
Y SOCIAL



LIMITADO
CCE/SC.5/GRIE/III/2
Septiembre de 1975

ORIGINAL: ESPAÑOL

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA
COMITE DE COOPERACION ECONOMICA DEL
ISTMO CENTROAMERICANO
SUBCOMITE CENTROAMERICANO DE ELECTRIFICACION
Y RECURSOS HIDRAULICOS
Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE)

Tercera reunión
México, D.F., 20 y 21 de mayo de 1976

ESTADO DE AVANCE DEL ESTUDIO REGIONAL DE INTERCONEXION ELECTRICA
PARA EL ISTMO CENTROAMERICANO AL 15 DE SEPTIEMBRE DE 1975

INDICE

	<u>Página</u>
1. Antecedentes	1
2. Avance del trabajo	2
3. Colaboración de la CFE y participación de las empresas eléctricas en el estudio de interconexión	7
4. Actividades de consultoría	7
a) Características de los proyectos hidroeléctricos existentes y programados en el Istmo Centroamericano	8
b) Costos de futuros proyectos hidroeléctricos en el Istmo Centroamericano	8
c) Características de centrales termoeléctricas y geotérmicas existentes y programadas en el Istmo Centroamericano	9
d) Sistemas nacionales de transmisión y líneas de interconexión	9
5. Esquema general de planeamiento	10
6. Actividades futuras	12
7. Comentarios	14
Anexo A: Estudio de interconexión eléctrica regional. Cronograma general de actividades	A-1
Anexo B: Bases para el Convenio entre la CEPAL y la CFE, para la colaboración que la Comisión Federal de Electricidad de México prestará a los países del Istmo Centroamericano, a través de la CEPAL, para el estudio sobre interconexión de sus sistemas eléctricos	B-1
Anexo C: Cuestionario de información básica para el estudio de interconexión eléctrica en el Istmo Centroamericano	C-1
Anexo D: Descripción general de los modelos a utilizarse en el estudio regional de interconexión eléctrica	D-1

1. Antecedentes

La Comisión Económica para América Latina promovió a principios de 1974 la realización de un estudio de interconexión eléctrica con el propósito principal de reafirmar la conveniencia del aprovechamiento racional de los recursos energéticos --hidroenergía y geotermia-- de que dispone la región centroamericana, para lo cual se requieren actualizar y examinar, bajo bases amplias, las posibilidades y alternativas de interconexión entre dos o más países de la región. La investigación cuyo costo supera los 150 000 pesos centroamericanos,^{1/} se concluirá a mediados de 1976 y para su realización se ha contado con la ayuda financiera del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) y del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), así como con el apoyo de los organismos eléctricos de los países.

Con el fin de evaluar el estado de avance del estudio, y de reorientar sus alcances, si ello fuese preciso, se consideró conveniente llevar a cabo reuniones periódicas del Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE), del Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos, tal como se acordó en la reunión técnica sobre energía y petróleo celebrada a fines de febrero pasado en la ciudad de Guatemala, bajo los auspicios de la Secretaría Permanente del Tratado General de Integración Económica Centroamericana (SIECA).

El estudio se inició con la elaboración de los términos de referencia convencionales, así como de los formularios para la recopilación de la información básica necesaria.

Por otra parte, la CEPAL estableció contacto con los directivos de la Oficina de Metodología de la Comisión Federal de Electricidad de México (CFE) para conocer los sistemas utilizados por esa institución para planificar la interconexión de sus sistemas con el fin de determinar si convenía utilizarlos en el estudio para el Istmo Centroamericano. Se pudo comprobar que la CFE, conjuntamente con Electricité de France (EDF), ha desarrollado un sistema de modelos matemáticos que ha dado resultados muy satisfactorios tanto para la optimización de sistemas aislados como para la integración de mercados eléctricos relativamente cercanos y se decidió entonces emplear esta nueva tecnología en la investigación aludida por su alto nivel técnico y porque no entraña mayores problemas para su aplicación.

^{1/} Un peso centroamericano es igual a un dólar de los Estados Unidos.
/Finalmente,

Finalmente, los días 24 y 25 de abril del presente año se celebró en San José, Costa Rica la segunda reunión del GRIE^{2/} con el objetivo principal de lograr un acuerdo regional sobre las modalidades para llevar a cabo el estudio de interconexión citado. Durante el desarrollo de la misma, se aprobaron los términos de referencia elaborados por la CEPAL y se acordó se aplicasen en el estudio las modernas técnicas de planeamiento de sistemas utilizadas por la CFE. Se decidió asimismo someter los programas nacionales de mediano y largo plazo a un proceso de optimización.

2. Avance del trabajo

A partir de la segunda reunión del GRIE, se modificaron los términos de referencia del estudio para introducir los cambios acordados en esa ocasión. Además, como los cuestionarios preparados originalmente con el fin de recolectar la información básica resultaron inadecuados para las exigencias del sistema aprobado, se elaboró, en consulta con especialistas de la CFE, una nueva versión de los mismos que fue distribuida en el área.^{3/} Se realizó para ello un análisis cuidadoso de cada uno de los modelos seleccionados para estudiar el desarrollo de los sistemas nacionales tanto en forma independiente como combinados por grupos de países, con el propósito de asegurar que todos los datos básicos estuvieran incluidos en los mencionados cuestionarios.

Información solicitada en los nuevos cuestionarios

1) Características de centrales hidroeléctricas existentes y programadas. Se pidió información sobre el año de instalación, nombre de las centrales, potencia instalada, volumen útil del embalse, carga de diseño, cargas mínima y máxima de operación, coeficiente energético (rendimiento del embalse en kWh/m³), potencia máxima, considerada como la potencia firme durante 24 horas en plantas a filo de agua, y durante un mes en plantas de regulación. Las centrales hidroeléctricas se clasifican en cinco tipos:

2/ Véase, Informe de la segunda reunión del Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (E/CEPAL/CCE/SC.5/105; CCE/SC.5/GRIE/II/4/Rev.1) y Términos de referencia para la elaboración del estudio sobre interconexión eléctrica en el Istmo Centroamericano (CCE/SC.5/GRIE/II/3).

3/ Véase el anexo C: Cuestionario de información básica para el estudio de interconexión eléctrica en el Istmo Centroamericano.

/a) Ampliaciones

- a) Ampliaciones de potencia o sobre-equipo, cuya instalación no representa un aumento en la generación de la central;
- b) Al hilo de agua o de pasada;
- c) De regulación semanal;
- d) De regulación mensual;
- e) De regulación estacional o anual.

Para el concepto de regulación se utilizó el criterio siguiente:

$$R = \frac{\text{energía del año promedio}}{\text{capacidad útil del embalse} \times \text{coeficiente energético medio}}$$

Si R =	365	corresponde a regulación diaria
Si R =	52	corresponde a regulación semanal
Si R =	12	corresponde a regulación mensual
Si R =	4	corresponde a regulación estacional
Si R =	1	corresponde a regulación anual

Para medir la influencia de una presa sobre otra cuando están en cascada, se determinó un "coeficiente de transmisión para presas en cascada", asignándole valores diferentes, según la posición y tipo de embalse intermedio:

Coeficiente	=	0	cuando no existe embalse intermedio
Coeficiente	=	1	cuando el embalse intermedio es de regulación diaria o mayor
Coeficiente	=	0.5	cuando el embalse intermedio tiene una regulación inferior a diaria

Asimismo se determinaron parámetros para relacionar el volumen útil del embalse con la altura a la obra de la toma.

2) Escurrecimientos mensuales de cuenca propia. Para cada central hidroeléctrica existente y programada se solicitó información sobre los caudales mensuales en el sitio de presa, para años comunes a todo el sistema (enero de 1964 a diciembre de 1973), aprovechando el Atlas Hidrológico que está elaborando el Proyecto Hidrometeorológico Centroamericano. En los

/sitios en

sitios en donde el registro disponible no coincide con el período seleccionado o bien es insuficiente, se calcularían los datos necesarios a través de correlaciones entre lluvia y escorrentía, con información sobre precipitación mensual de estaciones representativas de las cuencas correspondientes.

3) Presas de regulación anual o estacional. Para las presas de regulación anual o estacional existentes y programadas, se pidió el promedio mensual de aportaciones en los vasos por causas de lluvias, y el de pérdidas por causa de evaporación. Así como la disponibilidad promedio mensual por mantenimiento, expresada en porcentaje de la capacidad instalada.

4) Características de centrales termoeléctricas existentes y programadas. Incluye información sobre: año de instalación, identificación de la central, tipo y número de unidades (vapor, gas, diesel y geotérmica), potencia instalada por unidad y total, potencia firme, generación anual máxima dependiendo del tipo de unidades, consumo medio en kilocalorías por kWh, inversión unitaria y total, costos fijos y costos variables de operación y mantenimiento. Para estos costos se consideró que era más representativo tomar los correspondientes al año 1974, por el impacto que en ellos produjeron el alza en los precios del combustible y la inflación mundial.

5) Plan de retiros. Se pidió el plan de retiros de plantas termoeléctricas antiguas para el período en estudio (1975-1990), de acuerdo con los programas nacionales de desarrollo.

6) Programa de adiciones de plantas de generación. Se solicitó información básica sobre los programas de adiciones de plantas de generación, de acuerdo con los programas de desarrollo de cada país, incluyendo datos sobre tipo de central, inversión bruta, potencia instalada, año de entrada en operación, calendario de inversiones e intereses durante la construcción.

7) Estimación.

7) Estimación del índice del costo de falla. Con el propósito de penalizar la operación de las empresas por cada kilovatio-hora que no se pueda producir, se determinó un valor numérico promedio midiendo el impacto de la electricidad sobre el producto nacional bruto en el período comprendido entre 1964-1974.

8) Demanda horaria de potencia de los sistemas nacionales integrados. Con el objeto de determinar las curvas de demanda típica mensual de los sistemas nacionales integrados, se solicitó información sobre la demanda horaria para la semana típica de cada mes durante el año 1974, por considerar que este año era más representativo de un futuro previsible, que el promedio de años anteriores, debido a los fuertes cambios en el comportamiento del mercado de energía eléctrica, provocados principalmente por el alza en los costos de producción.

9) Mercado eléctrico. Para el estudio del mercado eléctrico, se pidió dividir las redes nacionales en nodos productores y consumidores y suministrar información sobre la demanda máxima, los requerimientos de energía y la producción anual. Los datos obtenidos se proyectarán al año 1990, de acuerdo con las tasas de crecimiento anuales previstas en los programas de desarrollo nacionales, y se determinará la desviación estándar de los pronósticos a nivel de países.

10) Variaciones típicas del mercado total de energía eléctrica. Se seleccionó el año de 1974 como representativo por las razones mencionadas anteriormente. Se solicitaron para ese año, las relaciones porcentuales de la demanda máxima mensual con respecto a la máxima anual, y de los requerimientos mensuales de energía en relación con el total anual.

11) Características de las líneas de transmisión existentes y programadas. Se pidió información sobre: localización, año de entrada en operación, vida útil, frecuencia, reactancia, longitud, voltaje, capacidad de transmisión, inversión total y unitaria, incluyendo subestaciones.

/12) Coefficiente

12) Coefficiente de utilización de las plantas de generación. A través de estadísticas de operación, se determinará el coeficiente promedio de utilización de las plantas de generación, el cual se mide relacionando el número de horas en servicio con el de horas en servicio más el de horas en falla, considerando este último como el total de horas en las que no se pudo proporcionar el servicio debido a tareas de mantenimiento por fallas no programadas.

Con el propósito de fomentar la continuidad del estudio, varios funcionarios de la CEPAL visitaron la región con la finalidad de asegurar la efectiva participación de los organismos en la ejecución del mismo y de explicar en detalle, al personal designado para ello, la forma en que debían ser llenados los cuestionarios antes mencionados.

Durante esos viajes también se asesoró a los directivos de las distintas empresas eléctricas, en lo referente a las cualidades que debería reunir el personal asignado al estudio, de acuerdo con los diferentes trabajos a emprenderse.

Actualmente se está terminando de recolectar en cada país la información básica y a finales de septiembre se espera viajarán a México todos los funcionarios centroamericanos con los datos de sus respectivos sistemas listos para ser procesados en los sistemas de computación electrónica.^{4/}

Por otro lado, se aprobaron las bases para la suscripción de un Convenio con la Comisión Federal de Electricidad, en las cuales se especifica la colaboración que, a través de la CEPAL, esa empresa prestará a los países del Istmo Centroamericano para el estudio sobre interconexión de sus sistemas eléctricos.^{5/} Se solicitó además a las autoridades del Instituto Mexicano del Seguro Social contribuyeran a la realización del estudio permitiendo se utilice su equipo de cómputo electrónico. También se gestionó y obtuvo del PNUD, una ampliación de su contribución para contratar un ingeniero con experiencia en planeamiento de sistemas eléctricos para reforzar el personal de la CEPAL que participará en el estudio.

4/ Véase el anexo A: Cronograma General de actividades.

5/ Véase el anexo B. Bases para el convenio entre la CEPAL y la CFE.

3. Colaboración de la Comisión Federal de Electricidad de México (CFE) y participación de las empresas eléctricas en el estudio de interconexión

En cumplimiento de lo recomendado por el GRIE durante su segunda reunión,^{6/} la CEPAL solicitó a la Comisión Federal de Electricidad de México apoyar el estudio de interconexión. Este organismo acordó facilitar los programas de cómputo electrónico que comprenden seis modelos matemáticos y que desarrolló conjuntamente con la Electricité de France (EDF), y decidió también prestar asesoramiento en la aplicación de esos programas al grupo designado por los organismos eléctricos centroamericanos para la ejecución del estudio, que estará dirigido y será coordinado por la CEPAL.

Por otro lado, en esa misma reunión hubo acuerdo en la conveniencia de que los organismos responsables de la electrificación nacional tuviesen una participación sustantiva en el estudio de interconexión con miras a asegurar su desenvolvimiento eficiente y balanceado. A tales efectos, cada una de las empresas eléctricas participantes designó a dos funcionarios, los cuales se responsabilizaron en primer término de la recopilación de la información solicitada en los formularios antes mencionados. Posteriormente se trasladarán a México por un período aproximado de 10 meses para colaborar en el desarrollo de los estudios a nivel nacional y en los correspondientes a las alternativas de interconexión. La intervención de funcionarios de los distintos organismos centroamericanos de electrificación asegurará por un lado, que sus criterios sean tomados en cuenta y por otro, brindará una oportunidad excelente para que estos profesionales se adiestren en la aplicación de las modernas tecnologías de planeamiento.

4. Actividades de consultoría

El estudio precisará de consultoría para definir las características técnicas y económicas de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas existentes y programadas en los diferentes sistemas de la región, para estimar los costos de proyectos hidroeléctricos futuros y para definir las redes nacionales así como las que integrarán el sistema regional interconectado. Posteriormente se requerirá consultoría en aspectos económicos y tarifarios.

^{6/} Resolución 5(GRIE) aprobada el 25 de abril de 1975.

A continuación se describen brevemente las actividades que desarrollarán los consultores contratados hasta la fecha, con los fondos asignados por el Banco Centroamericano de Integración Económica para el estudio de interconexión.

a) Características de los proyectos hidroeléctricos existentes y programados en el Istmo Centroamericano

Para este trabajo se han contratado los servicios profesionales del ingeniero Manuel Corrales, quien deberá elaborar un informe en el que se resumirán las principales características de producción y costo de las centrales hidroeléctricas existentes y programadas hasta el año 1990 para los sistemas nacionales integrados y se incluirá también una serie de proyectos alternativos a los programados, que se consideren de interés para la optimización de los sistemas nacionales y para la interconexión internacional de dos o más países.

El ingeniero Corrales colaborará además con los técnicos nacionales en los trabajos necesarios para completar los registros hidrológicos en los proyectos hidroeléctricos que así lo ameriten.

b) Costos de futuros proyectos hidroeléctricos en el Istmo Centroamericano

El ingeniero Jorge Figuls fue contratado para elaborar un informe en el que se establecerán los costos de inversión de los nuevos proyectos hidroeléctricos que serán construidos en el Istmo Centroamericano hasta el año 1990, de acuerdo con los programas nacionales de desarrollo. El análisis comprenderá también aquellos proyectos hidroeléctricos que aun cuando no hayan sido contemplados en los respectivos programas de desarrollo, podrían ser considerados como alternativos tanto a nivel nacional como regional.

La información se presentará desglosando los costos directos de las obras básicas, incluyendo los costos indirectos y los intereses durante la construcción.

Los costos unitarios establecidos se presentarán mediante gráficas para las estimaciones de las obras fundamentales de proyectos hidroeléctricos, explicando la metodología empleada en su elaboración.

/c) Características

c) Características de centrales termoeléctricas y geotérmicas existentes y programadas en el Istmo Centroamericano

Para este trabajo se han elaborado los términos de referencia para la contratación de un consultor, quien deberá elaborar un informe que recopilará las características generales de las unidades termoeléctricas que operan en los sistemas nacionales, así como las unidades mayores cuya instalación podría ser recomendable al estudiar las interconexiones de la red internacional y en el cual se incluirán estimaciones sobre centrales geotérmicas, tanto en construcción como programadas para el período de estudio (1975-1990), y gráficas que muestren el consumo medio para cada tipo de unidades termoeléctricas, seleccionando una gama adecuada de potencias y diferentes factores de utilización anual para su uso generalizado.

El estudio presentará asimismo una estimación de las inversiones en centrales termoeléctricas y geotérmicas existentes o en construcción y de los proyectos futuros en la región, con el propósito de determinar las inversiones necesarias para adiciones futuras a los sistemas nacionales e interconectados.

Por otro lado, se determinarán los costos de operación y mantenimiento de las plantas existentes y se establecerán índices de aumento anuales, se elaborarán gráficas relacionando los costos con la potencia instalada para poder estimar los costos de operación y mantenimiento de centrales termoeléctricas futuras, y, finalmente, se analizará la incidencia del costo del combustible sobre los costos variables de generación y se calcularán los costos del combustible en puerto y en plantas para cada país.

d) Sistemas nacionales de transmisión y líneas de interconexión

Se contrató como consultor al doctor Luis Cosenza, quien deberá asesorar a los países del Istmo Centroamericano en la selección de las redes nacionales, que deberán estudiarse tanto para el desarrollo de sistemas nacionales como de combinados.

Se determinarán primero las redes nacionales que habrán de ser consideradas en el estudio de los desarrollos independientes. Para ello, se hará una cuidadosa selección de sus principales centros de producción y de consumo y se subdividirán sus sistemas en un máximo de 25 nodos y 40 ramas por limitaciones del modelo a utilizarse en el estudio.

Para el estudio de la red interconectada a nivel regional, será preciso --debido a las limitaciones implícitas en el modelo a utilizarse-- definir nuevos sistemas nacionales simplificados, con base en las redes nacionales establecidas para el estudio de los desarrollos independientes así como elaborar un nuevo análisis selectivo de los principales centros de consumo y producción, considerados a nivel regional.

Ya definidas las redes nacionales que integrarán el sistema regional interconectado, y con base en las proyecciones del mercado a nivel regional y las centrales generadoras que podrían entrar en operación durante el período en estudio (1975-1990), se efectuarán estimaciones preliminares del flujo de potencia y energía a través de la aplicación de los modelos correspondientes. Con fundamento en estos resultados se propondrán varias alternativas de líneas de interconexión entre grupos o pares de países, incluyendo toda la información necesaria para su estudio a través de los modelos correspondientes.

También se llevará a cabo una investigación de las inversiones en las redes de transmisión existentes y se estimarán las requeridas para las redes futuras tanto nacionales como de interconexión.

5. Esquema general de planeamiento^{2/}

El objetivo principal de una empresa de producción eléctrica es satisfacer la demanda con un cierto nivel de seguridad y a costo mínimo, tomando en cuenta las posibilidades energéticas del país. Para ello es preciso distinguir entre las necesidades que deberán cubrirse en un lapso corto, y las que implican un planeamiento de largo plazo, y establecer un programa de obras que permita conciliar los dos objetivos. Ya fijados éstos, se podrían determinar directrices de la expansión del sistema eléctrico durante los próximos 15 o 20 años.

La siguiente etapa consistirá en proponer las inversiones necesarias para la realización de un programa de construcción para los primeros cinco años.

^{2/} Véase, Comisión Federal de Electricidad - Electricité de France, Metodología de planeación de las inversiones en un sistema de producción y transmisión de energía eléctrica, Marzo de 1974.

Este breve análisis permite identificar tres diferentes etapas de estudio:

- a) Definición de las líneas directrices a largo plazo;
- b) Definición de un programa de mediano plazo, y
- c) Aprobación de decisiones de construcción de obras.

El problema de la selección de las inversiones de un sistema eléctrico es muy complejo, dado el gran número de factores que intervienen al nivel de cada decisión y, sobre todo, las relaciones entre las diferentes decisiones. La experiencia muestra que es prácticamente imposible definir instrumentos de planeación efectivos que tomen en cuenta de manera satisfactoria, y a un mismo tiempo, los medios de generación y la red de transmisión, al menos en una perspectiva global. Asimismo la dificultad de formalizar en un solo modelo todos los aspectos de la planeación de las inversiones de un sistema de producción eléctrica justifica el hecho de usar varios modelos, cada uno especializado en cierto aspecto del problema. Se requiere por lo tanto estudiar el problema por separado. Primero se analizarán los medios de generación sin considerar la red de transmisión (descomposición geográfica), con modelos más gruesos para los estudios a largo plazo y más precisos para los de mediano y corto plazo. Una vez fijado el conjunto de generación se estudiará el desarrollo de la red de transmisión.

Por otro lado, para formalizar en estos modelos el grado de confiabilidad que debe asegurarse tanto a nivel de los medios de generación como al de la red de transmisión en un sistema eléctrico, se introducirá un costo llamado de falla, penalizando la operación de la empresa por cada kilovatio-hora que no se pueda suministrar. Como este costo es muy difícil de determinar estadísticamente, se estimará midiendo el impacto de la electricidad sobre el producto nacional bruto como una forma de estimar la pérdida económica del país cada vez que no se pueda suministrar una demanda.^{8/}

Con la utilización de los modelos matemáticos y del cómputo electrónico en el planeamiento de los sistemas eléctricos, se pretende proporcionar un medio de gran capacidad y rapidez para estudiar con efectividad los numerosos datos y la gran cantidad de variables que es preciso analizar para definir un programa de desarrollo.

^{8/} Estudios numéricos muestran que las soluciones de los modelos cambian poco con este valor a condición de que sea bastante mayor que los costos normales de operación.

Entre las variables y datos más importantes a considerar se cuenta con:

- a) Mercado eléctrico a satisfacer en energía, potencia y forma de la curva de carga;
- b) Disponibilidad de caudales que alimentan a las centrales hidroeléctricas actuales y futuras;
- c) Forma de utilización de los embalses estacionales y anuales;
- d) Costos de los diferentes tipos de centrales y líneas de transmisión;
- e) Costo del dinero;
- f) Costo de los combustibles utilizados en la generación de energía eléctrica, y
- g) Ubicación de las centrales y líneas de transmisión.

Como resultado final, los modelos suministran soluciones de desarrollo que indican tanto la fecha más oportuna de entrada en operación y la ubicación de las centrales generadoras y sus líneas de transmisión, como las características básicas de estas obras; minimizan los costos y las fallas del sistema, y dan, finalmente, un detalle de las inversiones a realizar y los costos anuales de operación del programa de desarrollo propuesto.

Los modelos matemáticos que se utilizarán en este estudio, provienen como ya se mencionó del proyecto conjunto de la Comisión Federal de Electricidad de México y la Electricité de France.

Los métodos y modelos se inspiraron en gran parte en aquéllos de que se disponía en ambos organismos. Del grupo de programas desarrollados en México, se utilizarán en este estudio CONCENTRABLE, CHITA, Modelo Nacional de Inversiones (MNI), PROLOG, LOG y VALRED, los cuales se describen brevemente en el Anexo D.

6. Actividades futuras

A finales del mes de septiembre se trasladarán a México los funcionarios de las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano designados para la elaboración del estudio con la información completa de sus sistemas eléctricos nacionales, solicitada por la CEPAL a través de los cuestionarios correspondientes.

/A su

A su llegada serán adiestrados en el uso de la tecnología a utilizarse en el estudio y se preparará enseguida toda la información para la elaboración de los archivos de datos y la aplicación de los modelos correspondientes. En el Anexo A se presenta un cronograma general de las actividades previstas para el estudio.

Se determinarán inicialmente las posibilidades de producción de las plantas hidráulicas existentes y programadas en los desarrollos nacionales. Para ello se formulará una política de operación óptima de las centrales hidráulicas y económica de las centrales térmicas, para lo cual se utilizará el Modelo CHITA. Luego, a través de la aplicación del Modelo CONCENTRABLE, se valorizará al máximo el agua usada, buscando colocar la mayor cantidad de energía hidroeléctrica en la curva de carga típica del mes, representada en seis bloques horarios para este efecto. Por medio del Modelo MNI se identificará la política que, durante el período en estudio, minimice el costo actualizado de inversión, operación y de falla y permita satisfacer el desarrollo previsto de demanda. A partir del pronóstico de la demanda y de la definición de los medios de producción (hidráulico, térmico, geotérmico) se determinarán: la capacidad a instalar por tipo de planta, la operación del sistema, el consumo de combustible y los costos de expansión del sistema de generación. Enseguida, con el Modelo de Red PROLOG, se localizará la potencia total óptima a instalar en cada año del estudio, minimizando tanto el costo de inversión en líneas de transmisión necesarias para asegurar el suministro en cada nodo, como la inversión y operación de plantas generadoras, y se hará una primera estimación de los flujos de energía y potencia en la red.

Partiendo de esta red básica y utilizando el Modelo LOG, se determinarán los refuerzos necesarios en la red para poder transportar las adiciones de potencia y energía producidas por las nuevas unidades de generación que se vayan introduciendo al sistema.

Finalmente, a través del Modelo VALRED, se estimarán los costos de inversión y de operación asociados a una política de desarrollo a mediano plazo de los sistemas de generación y transmisión, simulando la instalación y la operación de los grupos previstos en el programa correspondiente,

/y se obtendrán

y se obtendrán los valores presentes de la inversión, operación y falla, así como los flujos anuales de inversión y operación. Se efectuarán asimismo comparaciones económicas y financieras tanto de los desarrollos independientes como de los combinados, por medio del método de valores actualizados y de los estados de fuentes y aplicación de fondos. Además, consultores especializados llevarán a cabo estudios con el fin de establecer procedimientos para valorizar la energía intercambiada y analizar las conveniencias y desventajas de dicho intercambio entre países.

Asimismo la SIECA contribuirá con un estudio, acerca de los aspectos jurídicos e institucionales relacionados con interconexiones eléctricas en el Istmo Centroamericano, en el cual se analizarán las medidas y procedimientos que faciliten y promuevan la ejecución de los proyectos de interconexión eléctrica internacional.

Se tiene el proyecto de convocar a la tercera reunión del GRIE para el último trimestre del presente año con el propósito de revisar el avance del trabajo y analizar los primeros resultados del estudio.

7. Comentarios

Cabe señalar que un modelo es una representación simplificada de las relaciones que ligan las variables características de un problema real y que por sí solo, no puede resolver todas las interrogantes, pero permite obtener una idea correcta de las dificultades que se pueden presentar. En consecuencia, es necesario interpretar los resultados para separar las conclusiones precisas del modelo de aquellas que resultan de aproximaciones.

Reviste especial importancia entonces que el usuario conozca perfectamente la esquematización eléctrica realizada en el modelo, los métodos de cálculo adoptados y consecuentemente las limitaciones involucradas.^{9/}

Si el usuario del modelo no puede verificar numéricamente los resultados, debe por lo menos preverlos de manera cualitativa. Así en un modelo de red debe poder interpretar la causa que originó los resultados en cualquier línea, y en un modelo de selección de los medios de generación, el motivo por el cual se determinó el desarrollo de un tipo dado de equipos.

9/ Véase, Comisión Federal de Electricidad - Electricité de France, Sistema integrado de planeación del sector eléctrico. Marzo de 1974.

Finalmente, para asegurar el éxito del estudio, que será dirigido y coordinado por la CEPAL, resulta de la mayor importancia contar tanto con la participación directa de los funcionarios centroamericanos (por el conocimiento que poseen de sus sistemas eléctricos nacionales) como con la constante y eficiente asesoría del personal de la CFE, especializado en esta moderna tecnología.

1927

1. The first part of the report is a general statement of the purpose and scope of the investigation. It is followed by a brief review of the literature on the subject. The second part is a description of the methods used in the investigation. This is followed by a presentation of the results of the investigation. The final part is a discussion of the results and a conclusion.

Anexo A

ESTUDIO DE INTERCONEXION ELECTRICA REGIONAL. CRONOGRAMA
GENERAL DE ACTIVIDADES

Anexo B

BASES PARA EL CONVENIO ENTRE LA CEPAL Y LA CFE, PARA LA COLABORACION
QUE LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD DE MEXICO PRESTARA A LOS
PAISES DEL ISTMO CENTROAMERICANO, A TRAVES DE LA
CEPAL, PARA EL ESTUDIO SOBRE INTERCONEXION
DE SUS SISTEMAS ELECTRICOS

A. Alcances del estudio

1. Revisar los programas nacionales de desarrollo eléctrico a través de la aplicación de los modelos desarrollados por la Comisión Federal de Electricidad de México y Electricité de France, con el fin de optimizarlos y llevarlos a un mismo nivel de estudio para el análisis de su interconexión.
2. Identificar aquellos proyectos hidroeléctricos y geotérmicos que puedan tener significación dentro del contexto de interconexión eléctrica regional.
3. Examinar, mediante la aplicación de la moderna tecnología desarrollada por la Comisión Federal de Electricidad, diferentes esquemas alternativos de interconexión, hasta optimizar el sistema que resulte más favorable.
4. Definir en forma preliminar un esquema de interconexión regional total, y la fecha o fechas más convenientes para su implementación.

B. Implementación del estudio

1. Se contará con la participación a tiempo completo de dos funcionarios calificados por cada uno de los seis países del Istmo Centroamericano y durante todo el tiempo que dure el estudio.
2. La CEPAL contribuirá como mínimo con un ingeniero a tiempo completo y otro a tiempo parcial y proporcionará local y equipo de trabajo al personal antes mencionado, de preferencia cerca del domicilio de la Comisión Federal de Electricidad.
3. La Comisión Federal de Electricidad de México prestará toda la asesoría necesaria para asegurar la actividad ininterrumpida y el cumplimiento del programa de trabajo, y pondrá a disposición de la CEPAL y los países del Istmo Centroamericano, durante el tiempo que dure el desarrollo del estudio, la tecnología utilizada en el planteamiento de su propio desarrollo.

C. Responsabilidades

1. La CEPAL será responsable de la coordinación y dirección de las actividades necesarias para la realización del estudio.

2. Los representantes de los países del Istmo Centroamericano serán responsables de la recolección y veracidad de la información de sus respectivos países necesaria para alimentar los modelos de la Comisión Federal de Electricidad que se utilizarán en el estudio.

3. La CEPAL será responsable de las actividades de consultoría complementaria que sean necesarias para la elaboración del estudio.

4. La Comisión Federal de Electricidad de México (CFE), será responsable del asesoramiento y adiestramiento de personal enviado por los seis países del Istmo Centroamericano, para la elaboración del estudio sobre interconexión de sus sistemas eléctricos.

5. La Comisión Federal de Electricidad de México será responsable de la asesoría para la correcta utilización de los modelos que se aplicarán en el estudio, tanto de los sistemas nacionales independientes como los combinados.

6. En caso de ser necesaria la visita de personal de la Comisión Federal de Electricidad a Centroamérica, los gastos serán por cuenta de la CEPAL y serán cargados al aporte del BCIE para el estudio.

7. La CEPAL conseguirá las facilidades de computación electrónica compatible con el sistema IBM 370-145 de CFE, que son necesarias para la aplicación de los modelos.

Anexo C

CUESTIONARIO DE INFORMACION BASICA PARA EL ESTUDIO DE
INTERCONEXION ELECTRICA EN EL ISTMO CENTROAMERICANO

Cuadro 1

País: _____

CARACTERÍSTICAS DE CENTRALES HIDROELECTRICAS EXISTENTES Y PROGRAMADAS

Año de instalación	Nombre de la Central	Tipo de Central a/	Coef. de transmisión para presas en cascada	Riego en horas/ mes	Potencia instalada (MW)	Volumen útil (millones m ³)	Carga de diseño (m)	Carga mínima (m)	Carga máxima (m)	b/	b/	Coefficien- te energé- tico (kWh/m ³)	Observaciones
<u>Existentes</u>													
<u>Programadas</u>													

a/ Tipos de centrales hidroeléctricas: Ampliaciones de potencia (sobre-equipos); al hilo de agua; de regulación semanal; de regulación mensual; de regulación anual o estacional.

b/ $V = \int H \cdot Q \cdot dt$

Cuadro 2

Pais: _____

Central hidroeléctrica: _____

ESCURRIMIENTOS MENSUALES

[illegible]

Cuadro 3

País: _____

INFORMACION PARA PRESAS DE REGULACION ANUAL: AÑO PROMEDIO

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiem bre	Octu bre	Noviem bre	Diciem bre
Central:												
Evaporación (mm)												
Lluvia (mm)												
Tasa de mantenimiento (%)												
Central:												
Evaporación (mm)												
Lluvia (mm)												
Tasa de mantenimiento (%)												
Central:												
Evaporación (mm)												
Lluvia (mm)												
Tasa de mantenimiento (%)												
Central:												
Evaporación (mm)												
Lluvia (mm)												
Tasa de mantenimiento (%)												
Central:												
Evaporación (mm)												
Lluvia (mm)												
Tasa de mantenimiento (%)												

Nota: El mantenimiento mensual se indicará en porciento de la capacidad instalada, por ejemplo: en el caso de no haber mantenimiento, el valor será 1.00.

Cuadro 4

País: _____

CARACTERISTICAS DE LAS CENTRALES TERMoeLECTRICAS EXISTENTES Y PROGRAMADAS

Central	Empresa	Año de insta- lación	Tipo y número de uni- dades a/	Potencia insta- lada (MW)		Potencia firme (MW)	Generación anual máxima (GWh)	Consumo medio (k/cal/kWh)	Inversión		Costos fijos anuales op. y mant. (miles dól)	Costos incrementales (Centavos de dólar/kwh)		
				Por uni- dad	Total				Total (miles de dólares)	Por kW instalado (dólares)		Por com- bustible	Otros	Total
<u>Existentes:</u>														
 <														

a/ Tipo de centrales térmicas: Vapor = V; Gas = G; Diesel = D; Geotérmicas = Geo.

PLAN DE RETIROS DE PLANTAS TERMoeLECTRICAS ANTIGUAS

Central	Potencia instalada (MW)	Año de retiro	Potencia a retirarse (MW)	Potencia restante (MW)
<u>Diesel:</u>				
<u>Gas:</u>				
<u>Vapor:</u>				

Pais: _____

(continued from page 60)

Planta	Inversión bruta a/ (miles de dólares)	Potencia instala- da (MW)	Año de inicio de ope- ración	Calendario de inversiones ^{a/} (miles de dólares)	Intereses durante la construcción (miles de dólares)	Total
<u>Hidro</u>						
<u>Vapor</u>						
<u>Gas</u>						

Cuadro 6 (Conclusión)

Planta	Inversión bruta ^{a/} (miles de dólares)	Potencia instala- da (MW)	Año de inicio de ope- ración	Calendario de inversiones ^{a/} (miles de dólares)				Intereses durante la construcción (miles de dólares)					Total
<u>Diesel</u>													
<u>Geotérmicas</u>													

^{a/} No incluye intereses durante la construcción.

Cuadro 7

País: _____

ESTIMACION DEL COSTO DE FALLA (MODELO MNI)

Año	Generación bruta (millones de kWh) (1)	Producto interno bruto (Dólares a precios de 1964) (2)	Costo de falla (dólares/kWh) (2) ÷ (1)
1964			
1965			
1966			
1967			
1968			
1969			
1970			
1971			
1972			
1973			
1974			
PROMEDIO			

Cuadro 8

País: _____

DEMANDA HORARIA DE POTENCIA (MW) (SEMANA TIPICA DEL MES)

Año: _____ a/

Hora	Mes:			Mes:			Mes:			Mes:			Mes:			Mes:		
	Día la- borable	Sába- do	Domin- go	Día la- borable	Sába- do	Domin- go	Día la- borable	Sába- do	Domin- go	Día la- borable	Sába- do	Domin- go	Día la- borable	Sába- do	Domin- go	Día la- borable	Sába- do	Domin- go
	Fecha:	Fecha:	Fecha:	Fecha:	Fecha:	Fecha:	Fecha:	Fecha:	Fecha:	Fecha:	Fecha:	Fecha:	Fecha:	Fecha:	Fecha:	Fecha:	Fecha:	Fecha:
1																		
2																		
3																		
4																		
5																		
6																		
7																		
8																		
9																		
10																		
11																		
12																		
13																		
14																		
15																		
16																		
17																		
18																		
19																		
20																		
21																		
22																		
23																		
24																		

a/ Esta información se requiere para los años 1972-73 y 74 y servirá para determinar las curvas de demanda y los bloques horarios representativos.

DEMANDA HORARIA DE POTENCIA (MW) DEL DIA DE MAXIMA DEMANDA

Hora	1972 Fecha: Demanda (MW)	1973 Fecha: Demanda (MW)	1974 Fecha: Demanda (MW)
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			
18			
19			
20			
21			
22			
23			
24			

Período de la estación seca. De: _____ A: _____ Días: _____
Período de la estación lluviosa. De: _____ A: _____ Días: _____

Cuadro 10 País: _____

**DATOS HISTORICOS DEL MERCADO ELECTRICO DE SISTEMAS
INTEGRADOS**

	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974
Potencia instalada (MW)							
Demanda máxima de potencia en centrales generadoras							
Demanda máxima en los nodos de la red							
1) _____							
2) _____							
3) _____							
4) _____							
Requerimientos de energía (GWh)							
a) En centrales generadoras							
b) En los nodos de la red							
1) _____							
2) _____							
3) _____							
4) _____							

Nota: Deberán presentarse planos indicando la localización de los nodos y los principales elementos que los integran (plantas de generación, líneas de transmisión, subestaciones y centros principales de consumo).

NECESIDADES FUTURAS DEL MERCADO ELECTRICO

	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	
Potencia instalada (MW)																	Y a/
Demanda máxima de potencia (MW)																	
En centrales generadoras																	
En nodos																	
1)																	
2)																	
3)																	
4)																	
Requerimientos de energía (GWh)																	Y a/
En centrales generadoras																	
En nodos																	
1)																	
2)																	
3)																	
4)																	

a/ Y = Desviación estándar a 3 años (únicamente para la demanda máxima de potencia y energía).

Cuadro 12

País: _____

VARIACIONES TÍPICAS DEL MERCADO TOTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA^{a/}

	Demanda de potencia en porcentaje del mes de máxima demanda	Requerimientos de energía en porcentaje del total anual
Enero		
Febrero		
Marzo		
Abril		
Mayo		
Junio		
Julio		
Agosto		
Septiembre		
Octubre		
Noviembre		
Diciembre		

^{a/} Esta información debe ser representativa de las variaciones en el futuro previsible.

Cuadro 13

País: _____

CARACTERISTICAS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION EXISTENTES Y PROGRAMADAS

	Línea de transmisión		Año de entrada	Vida útil	Frecuencia (htz)	Longitud (km)	Tensión de operación (kV)	Resistencia (Ω)	Reactancia (Ω)	Capacidad de transmisión (MW)	Inversión	
	De nodo	A nodo									Total (dólares)	Unitaria (Dls./kW/km) (9)+(8)+(4) (10)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)			
Existentes												
Programadas												

Nota: Deberán acompañarse planos indicando localización. (Existentes: línea continua; programadas: línea discontinua.)

Cuadro 14

País _____

PROGRAMA DE INVERSIONES EN GENERACION Y TRANSMISION, 1975-1990
 (miles de dólares)

Obras	Inversión Total Estimada	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Total																	
Generación																	
Transmisión																	
Subestaciones																	

Nota: S.E. = Subestación elevadora; S.R. = Subestación reductora.

Cuadro 15

País _____

COEFICIENTE DE UTILIZACION DE LAS PLANTAS DE GENERACION
(Promedio para el mayor número de años posibles)

	Número de horas en servicio	Número de horas en falla <u>a/</u>	Coeficiente de utilización <u>b/</u>
Hidro			
Termoeléctricas de base			
Termoeléctricas de pico			

a/ Se refiere al número de horas en que no se pudo proporcionar servicio debido a mantenimiento provocado por fallas.

b/ Coeficiente de utilización =
$$\frac{\text{Número de horas en servicio}}{\text{Número de horas en servicio} + \text{Número de horas en falla}}$$

Anexo D

DESCRIPCION GENERAL DE LOS MODELOS A UTILIZARSE EN EL ESTUDIO
REGIONAL DE INTERCONEXION ELECTRICA

DESCRIPCION GENERAL DE LOS MODELOS A UTILIZARSE EN EL ESTUDIO
REGIONAL DE INTERCONEXION ELECTRICA

Modelo CONCENTRABLE^{1/}

Se trata de un modelo que determina las posibilidades de producción de un conjunto de plantas hidráulicas.

La concentración de la energía hidráulica está limitada tanto por restricciones técnicas, tales como la capacidad del vaso y las propiedades de la cuenca, como por el requisito de igualar en cada instante la generación y la demanda, incluyendo pérdidas. Es posible separar el estudio de la producción del de la demanda. Para ello basta no tomar en cuenta, en una primera etapa, la limitación que impone la curva de demanda, a condición de estudiar no la producción a alcanzar, sino la generación máxima realizable dentro del marco de las restricciones técnicas, en el curso de una hora y de un grupo de horas determinado. Esta generación se llamará "concentrable".

En una segunda etapa se compara, con la demanda para diferentes horas y diferentes periodos, el conjunto de las posibilidades de producción (concentrable hidráulico y térmico), expresadas en términos de probabilidades de ocurrencia para año seco, húmedo y medio. El concentrable se calcula dentro del marco de un mes, dividido en bloques horarios (pico, horas cargadas, de noche, de fin de semana).

A partir de los datos mensuales de caudal en el sitio de presa, el programa CONCENTRABLE trata de colocar el máximo de energía hidroeléctrica en la curva típica de carga diaria del mes. Dicha curva se representa para este efecto, dividida en seis bloques horarios, en forma similar a la de un histograma de duración de demandas.

1/ Véase, Comisión Federal de Electricidad - Electricité de France, Modelo CONCENTRABLE. Marzo de 1974.

La energía CONCENTRABLE se calcula planta por planta y luego se suma por cada bloque horario. Se toman en cuenta las pérdidas de carga, la capacidad de almacenamiento y la influencia que tienen entre sí las presas en cascada, así como las pérdidas por evaporación y el mantenimiento de las unidades. El programa necesita de los registros de datos hidrológicos y técnicos de todas las plantas existentes y proyectadas.

Se obtiene como resultado final la energía hidráulica concentrada.

Modelo CHITA (coordinación hidrotérmica)

El Modelo CONCENTRABLE precisa como dato una política de operación. Se auxilia entonces de un modelo denominado CHITA, que asegura la determinación de la operación óptima de los medios hidráulicos. Este modelo coordina el mantenimiento de unidades térmicas con las políticas de extracción de agua en almacenamientos estacionales y anuales para minimizar los costos esperados de generación y escasez para un período de 12 a 24 meses, y se encuentra antes del CONCENTRABLE, puesto que determina la operación a efectuarse. En la misma forma se encuentra después del CONCENTRABLE puesto que es necesario conocer en cada alternativa estudiada, las posibilidades de producción del sistema.

Como resultado de su aplicación se obtienen:

- a) Políticas de operación de los embalses y mantenimiento de las unidades térmicas;
- b) Ocurrencia de falla, y
- c) Costos de operación.

Modelo Nacional de Inversiones (MNI)^{2/}

El MNI es un modelo global de un nodo, que determina la política de desarrollo de largo plazo para el equipo de generación. Se trata de un modelo puntual que no toma en cuenta los problemas de transmisión de la energía. La producción y el consumo se suponen concentrados en un solo punto. Sin embargo, un coeficiente (llamado de inadaptación) que permite introducir un ligero "efecto de red" en el modelo, aumenta el

^{2/} Véase, Comisión Federal de Electricidad - Electricité de France, Teoría del MNI con rebombeo, marzo de 1974.

consumo por satisfacer para tomar en cuenta las dificultades de transmisión. Dicho de otra manera, la existencia de la transmisión se considera a través de la energía que hay que incrementar al consumo para obtener la generación real.

El modelo contiene una política de operación de los equipos que permite evaluar su costo. La optimización de esta operación debe ser manejada asegurándose que el sistema de producción garantice un cierto nivel de satisfacción del consumo. Esto se efectúa penalizando cada kWh no suministrado, con un cierto costo llamado de falla.

El costo que se debe minimizar es el valor presente de la suma de la inversión y los costos esperados de generación y falla, descontados a una tasa dada sobre varias décadas. Los precios proyectados del equipo y del combustible se utilizan como datos determinísticos, lo mismo que para varias restricciones; mientras que las curvas de duración de carga, los flujos hidráulicos y las salidas forzadas son considerados como variables aleatorias. Para el equipo fijo, los submodelos encuentran una manera apropiada de operación de las plantas hidráulicas y térmicas, con el propósito de minimizar los costos mensuales de combustibles. Al fin del intervalo del estudio existe un conjunto de producción que tiene cierto valor residual y que se resta de los costos considerados anteriormente.

Se puede concluir entonces que el MNI busca determinar la política de inversión de la empresa que minimiza, durante el período de estudio, la suma de los costos actualizados de inversión, de operación y de falla, disminuida del valor residual de los equipos existentes al final del estudio.

Se obtienen como resultados:

- a) Capacidad a instalar por tipo de planta;
- b) Valor esperado de la falla;
- c) Costo de operación;
- d) Valor de uso del equipo al final del período estudiado;
- e) Necesidades de combustible; y
- f) Costo del desarrollo.

Modelo PROLOG^{3/}

El PROLOG es un modelo que determina la mejor ubicación geográfica para las unidades térmicas de base y de pico a ser instaladas en un año dado.

El problema de regionalizar los medios de generación es encontrar una localización que minimice un costo compuesto de dos términos. El primero es el costo de las adiciones a la red necesarias para transmitir la potencia de los nodos productores hasta los nodos consumidores.

El segundo es el costo de operación y de inversión de las plantas, asociado a una localización.

El modelo PROLOG consiste en un programa lineal con variables valoradas que permite obtener una solución económica a este problema.

El criterio que se minimiza es la suma de los costos anuales equivalentes de inversión de plantas de base y de pico, los costos regionales de combustibles y las anualidades de inversión para la red de transmisión de energía en bloque, que se requiere en situaciones promedio.

El estudio se hace para un año dado y la curva de duración de carga del año se representa con dos escalones. El primero comprende las horas de pico y el segundo, las horas fuera de pico. El modelo da una localización que minimiza la suma de los costos de operación e inversión en plantas, más la inversión en refuerzos de red, tomando en cuenta las siguientes restricciones de localización: límites mínimo y máximo de la potencia que se puede instalar en cada nodo.

El modelo considera dos tipos de equipo: las plantas de base (térmicas que trabajan durante los dos escalones en que se ha representado la curva de demanda) y las de pico (turbinas de gas y plantas diesel que trabajan únicamente durante el primer escalón).

Se asigna una localización a los grupos, sin considerar las fallas de plantas y líneas. Posteriormente, con el Modelo LOG, se agregan líneas que no alteran la situación inicial de las plantas, para tomar en cuenta la seguridad del sistema.

^{3/} Véase, Comisión Federal de Electricidad - Electricité de France, Modelo PROLOG, marzo de 1974.

La generación hidráulica se usa en lo posible en el pico, tomando en cuenta la restricción de potencia máxima instalable; la energía sobrante se usa en las horas fuera de pico.

La energía se reparte proporcionalmente al flujo de transmisión que resulte en cada escalón de la curva de carga, lo cual permite describir la red con un sistema de ecuaciones lineales. Para la determinación de los flujos se supone que no hay pérdida de transmisión. La única ecuación que interviene es la de la conservación de la energía (ley de nodos), o sea la potencia inyectada más la suma de los flujos que llegan a un nodo es igual a la demanda más los flujos que salen del nodo.

El principal resultado que se obtiene es la localización de las plantas en los diferentes nodos. En cada nodo se determina la cantidad de plantas de base y de pico que conviene instalar para que la suma de los costos de inversión y operación de las plantas en la red sea mínima. Se obtienen además algunos resultados adicionales, a saber:

- a) Las adiciones necesarias en la red para transmitir la potencia de los sitios de producción hasta los nodos consumidores. Estos refuerzos indican las líneas necesarias en un régimen de operación normal, los que posteriormente deben precisarse con el Modelo LOG para poder tomar en cuenta las fallas en las líneas y en las plantas;
- b) Los flujos de potencia en la red para las dos situaciones que estudia el modelo: horas de pico y horas fuera de pico, y
- c) Las anualidades de inversión de las líneas adicionales necesarias.

Modelo LOG^{4/}

Con una red de base y un sistema de generación definidos en el Modelo PROLOG, a través del Modelo LOG se determinan las líneas de alto voltaje que deben añadirse prioritariamente para asegurar la transmisión de energía en bloque, tomando en cuenta un gran número de contingencias que comprenden la demanda y la falla de líneas y/o de unidades térmicas. Se trata de proponer una lista de adiciones a la red, minimizando una función económica que es la suma de los costos de las adiciones y de las economías relativas a las fallas del sistema.

^{4/} Véase, Comisión Federal de Electricidad - Electricité de France, Modelo LOG, marzo de 1974.

El Modelo LOG realiza un análisis similar al del Modelo PROLOG, excepto que considera fallas en la red y trata de minimizar tanto el costo de falla, como las inversiones adicionales en líneas de transmisión para asegurar la calidad del servicio.

Los resultados que se obtienen con el Modelo LOG son los siguientes:

- a) Refuerzos en la red de transmisión;
- b) Beneficios relativos de esos refuerzos;
- c) Falla anual y su costo, y
- d) Flujos de potencia entre las líneas.

Modelo VALRED (Valuador con red)^{5/}

El VALRED es un modelo de simulación para estimar los costos de inversión y operación asociados al programa de desarrollo del mediano plazo de las unidades de generación y la red de transmisión. Se basa en un programa de despacho económico que, una vez asignada la operación hidráulica, determina la operación térmica en cada nodo, al tiempo que toma en cuenta las pérdidas de transmisión así como los requerimientos de generación y mantenimiento en cada nodo.

Los objetivos que se persiguen con la aplicación del Modelo VALRED son los siguientes:

- 1) Establecer un plan de mantenimiento para las unidades del sistema, tomando en cuenta la variación mensual de los consumos regionales para el establecimiento de la reserva rodante;
- 2) Analizar la factibilidad para suministrar las demandas de pico, combinando las posibilidades existentes del equipo de generación y transmisión;
- 3) Asignar la generación hidroeléctrica en cada nodo, de acuerdo con una operación hidroeléctrica preestablecida mediante un modelo de simulación del tipo del modelo CONCENTRABLE;
- 4) Calcular la operación económica del conjunto térmico para cada escalón de la demanda y acumular los resultados para la evaluación anual;

^{5/} Véase, Comisión Federal de Electricidad - Electricité de France, Modelo VALRED, marzo de 1974.

5) Calcular los consumos de combustibles por nodo, región y sistemas, así como la obtención de los costos de operación anuales, y

6) Evaluación económica en valor presente de un programa de expansión.

Se obtienen los siguientes resultados:

Factibilidad. Se puede determinar en muy poco tiempo si existen restricciones para satisfacer la demanda, ya sea por deficiencias en transmisión, generación o en ambas.

Mantenimiento. Se obtiene un plan de mantenimiento que especifica la época del año (meses) en que cada máquina sale de operación para entrar en mantenimiento.

Localización hidráulica en la red y en la demanda. Permite ver la potencia hidro que se inyecta en cada nodo de la red sobre cada uno de los escalones de la curva de demanda, así como la demanda resultante que se enfrentará al equipo térmico.

Operación económica. Se obtienen para cada año del estudio: las producciones de energía y consumo de combustibles de los distintos tipos por máquina, nodo y región, así como las restricciones que entran en acción en líneas y generadores y sus variables asociadas.

Evaluación económica. Se determinan los valores presentes de la inversión, operación y falla, así como los flujos anuales correspondientes a la inversión y a la operación.

